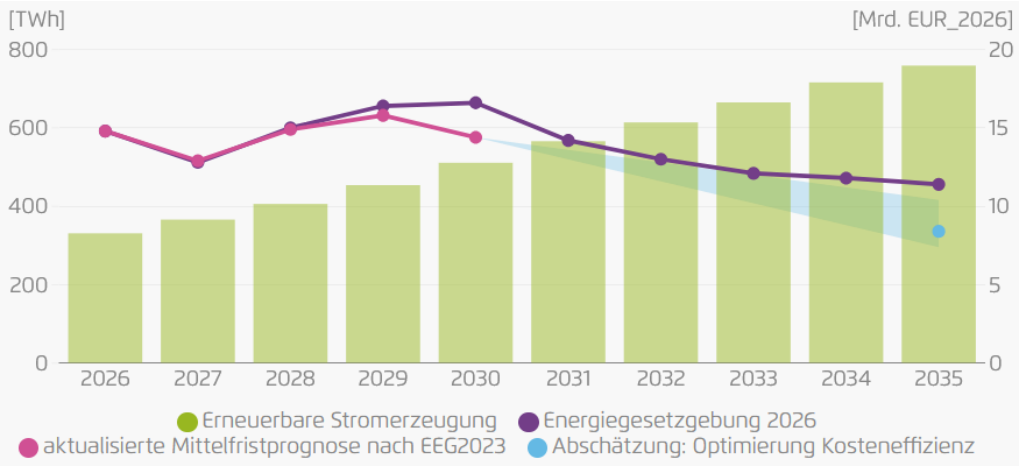
Auswirkungen von EEG-Reform und Netzpaket auf die Zahlungen aus dem EEG-Konto

Die geplante Energiegesetzgebung für das Jahr 2026 soll die Netzintegration Erneuerbarer Energien (EE) kosteneffizienter gestalten. Doch durch die geplante Abschwächung des EE-Vorrangs verliert Deutschland einen zentralen Investitionsvorteil im Vergleich zu europäischen Nachbarmärkten, da mit den Risiken auch die Projektkosten steigen. Im Vergleich zur bisherigen Regelung entstehen zwischen 2027 und 2030 zusätzliche EEG-Kosten von rund 3 Milliarden Euro. Für das Jahr 2035 schätzen wir das Kostenoptimierungspotenzial auf ebenfalls 3 (1–4) Milliarden Euro.

Erneuerbare Stromerzeugung und Bundeszuschuss nach Gesetzesentwurf EEG2027/Netzpaket, 2026 bis 2035 → Abbildung 1



Agora Energiewende (2026), gemäß eigener Analyse mittels EEG-Rechner. Annahme der Erreichung der EEG-Ausbauziele (Ausnahme: Wind-auf-See-Ausbau gemäß Mittelfristprognose verzögert), Strompreisniveaus jeweils in EUR_nominal/MWh: 86 (2026), 103 (2027) danach fallend auf 72 (2030) und 70 (2035).

Zwar sinken die jährlichen Gesamtkosten bis 2035 auch nach aktuellem Plan auf 11 Milliarden Euro, da viele ältere Solaranlagen mit ihren dereinst hohen EEG-Vergütungen nach 20 Jahren keine Förderung mehr erhalten. Eigentlich könnten die Kosten jedoch auf rund 8 Milliarden Euro sinken[1].

Diese Einsparung von 27 % kann durch drei Kostenhebel erreicht werden: Erstens bleibt das heutige Maß an Investitionssicherheit erhalten, zweitens erfolgt eine marktbasierte Finanzierung und drittens wird eine Finanzierung neuer Biomassekapazitäten über den Kapazitätsmarkt umgesetzt.

1. Ohne eine Verschlechterung des derzeit hohen Grads an Planungs- und Investitionssicherheit würden die jährlichen EEG-Kosten für Wind- und Freiflächensolaranlagen (Jahr 2035) rund 1,2 Milliarden Euro geringer ausfallen. Der Hauptgrund für die sinkende Investitionssicherheit ist die Abkehr von einem elementaren Pfeiler des EEG, nämlich dem garantierten Netzanschluss und Netzzugang für EE-Projekte, zugunsten eines geringeren Anstiegs der Redispatch-Kosten (Redispatch-Vorbehalt[2]). Weitere Gründe sind

[1] Es bestehen methodische Unsicherheiten, wie sich die vielen Änderungen in Summe auf die EE-Ausschreibungsergebnisse auswirken, weshalb eine Schwankung von 7 bis 10 Milliarden Euro angegeben wird.

[2] Der Redispatch-Vorbehalt trifft in der Form von August 2026 (5%-Schwelle) mit 28 % der bayrischen Gemeinden und 16 % der Gemeinden in Schleswig-Holstein weite Teile des Netzes in EE-reichen Gebieten (Daten 2025). Es besteht zudem eine hohe Wahrscheinlichkeit, dass künftig weitere Gebiete zu

Erlöseinflüsse negativer Strompreise (Risiko von Einbußen über das eingepreiste Maß hinaus), die Einführung von Kapazitätsnetzentgelten für Einspeiser sowie die mögliche Einführung weiterer Einspeisenetzentgelte in den 2030er Jahren. Hinzu kommt das sich verschlechternde allgemeine Investitionsklima (ETS-Reform, fehlende Elektrifizierungsmaßnahmen, energiepolitischer Fokus auf Gaskraftwerke als Flexibilitätsoption). In der Folge steigen die Eigenkapitalanforderungen und Finanzierungskosten, wodurch einige Projekte wegfallen und den Wettbewerb schmälern. Das Risiko unterdeckter Ausschreibungen wächst erheblich, die Gebote steigen – in den Anfangsjahren werden sowohl bei Wind- als auch bei Solarenergie die vorgesehenen Gebotshöchstgrenzen vermutlich nicht ausreichen. Wir nehmen an, dass der bisherige, im weltweiten Vergleich niedrigste Zinssatz für EE-Investitionen von gut 5 % auf gut 8 % ansteigt[3].

2. Der EEG-Gesetzesentwurf verringert den derzeitigen Anreiz für marktbasierte Finanzierungen. Vor allem für mittelständische Unternehmen und Energieversorger entfällt die bisherige Möglichkeit, Neuanlagen aus der EEG-Absicherung mittels eines PPAs herauszulösen. Wir schätzen das Potenzial für 2035 auf 25 % der neuen Freiflächensolar- und Windkraftanlagen, die über privatwirtschaftliche Verträge wie PPA finanziert werden. Wir gehen davon aus, dass dieses Marktsegment durch die Einführung der starren CfDs vollständig zum Erliegen kommt, obwohl es in einem Normaljahr etwa 0,5 Milliarden Euro EEG-Kosten einsparen könnte. In Jahren mit niedrigen Strompreisen sind die Einsparungen deutlich größer, in Jahren mit hohen Strompreisen deutlich geringer. Der EE-Vorteil verlässlich konstanter Strompreise würde im Strommarkt verbleiben.
3. Das EEG sollte einen stärkeren Fokus auf die günstigsten EEG-Technologien legen. Während die Nettoförderereffizienz aller EEG-Technologien von derzeit 5,2 ct/kWh bis 2035 auf 1,5 ct/kWh sinkt, bleibt sie bei der Biomasse mit 9 bis 10 ct/kWh konstant, was einem Faktor von sechs entspricht. Aktuell konkurrieren geförderte Biogas-kWh mit Wind- und Solarstrom, was das eigentliche Förderziel für Biomasse verfehlt. Sinnvoller wäre es, wenn Biogasanlagen mit ihrer steuerbaren Leistung im Wettbewerb um Flexibilität stünden – also im Vergleich mit Speichern und Gaskraftwerken statt mit Wind- und Solarstrom. Durch die Verlagerung in den sich in Entwicklung befindlichen Kapazitätsmechanismus können beim EEG 2035 rund 1,3 Milliarden Euro eingespart werden.

Konkrete Anpassungsempfehlungen von Agora Energiewende:

→ Der Redispatchvorbehalt überzeugt bislang nicht im Hinblick auf das Kosten-Nutzen-Verhältnis. Sollte er dennoch eingeführt werden, muss er sehr zielgerichtet ausgestaltet sein und darf die Risiken und damit die Finanzierungsbedingungen für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien nicht allgemein verschlechtern. Dazu wären eine Auslöseschwelle von 10 % sowie klare Anforderungen an die Netzbetreiber nötig, beispielsweise ein verbindlicher und schneller Netzausbau, Transparenz über künftige Engpassgebiete und eine enge Kontrolle der Entscheidungen im Redispatch-Prozess.
→ Staatliche und marktbasierte Investitionsinstrumente können über eine fest vereinbarte vorangestellte Marktphase oder das Recht auf einmaliges CfD-Opt-in effizient gekoppelt werden. So können die Investitionen über PPAs von wenigen Jahren auch von mittelständischen Unternehmen und Stadtwerken gestützt werden. Die Ausgestaltung kann nach gesetzlicher Ankündigung binnen Jahresfrist abgestimmt werden.
→ Erneuerte und neue Biogaskapazitäten sollten in den Wettbewerb um Kapazitäten im Kapazitätsmarkt eintreten.
→ Für PV-Dachanlagen mit einer Leistung von unter 25 kWp ist vor dem Hintergrund noch immer erheblicher Mängel bei den erforderlichen Marktprozessen eine längere Übergangszeit von vier Jahren in die

RD-Vorbehaltsgebieten erklärt werden, da der Netzausbau die bestehenden Engpässe in nennenswertem Umfang erst Mitte der 2030er Jahre beheben wird, während zugleich schneller neue EE-Projekte angeschlossen werden.

[3] Gewichtete mittlere Kapitalkosten (WACC), nominal, abgeleitet aus den realen WACC gemäß IRENA (2026). Für Deutschland ergeben sie sich unter Annahmen von 2 % Inflation zu 5,3 % und im Durchschnitt europäischer Kernmärkte zu 8,3 %.

Direktvermarktung nötig, in der eine reduzierte fixe Einspeisevergütung weiterbesteht. In jedem Fall sollte eine Schlechterstellung von Anlagen unter 25 kWp im Vergleich zu größeren Anlagen vermieden werden.

→ Über die konkreten Änderungen im EEG und Netzpaket hinaus wirken sich Elektrifizierung und Flexibilisierung erheblich und kurzfristig auf die EEG-Kosten aus. Zudem verbessern sie das EE-Investitionsklima durch höhere Planungssicherheit. Nur diese Maßnahmen erhöhen auch bei EEG-Bestandsanlagen den Marktwert und senken somit die EEG-Kosten kurzfristig.

Erstellt von
Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Ihre Ansprechpartner
Philipp Godron - Philipp.Godron@agora-energiewnede.de
Fabian Huneke – Fabian.Huneke@agora-energiewende.de

Gerne diskutieren wir Ihre und unsere Annahmen zum EE-Ausbau und zum Strommarkt. Wir geben Ihnen dabei auch gerne Einblicke in die Berechnungslogik des im Jahr 2026 aktualisierten Agora-EEG-Rechners.